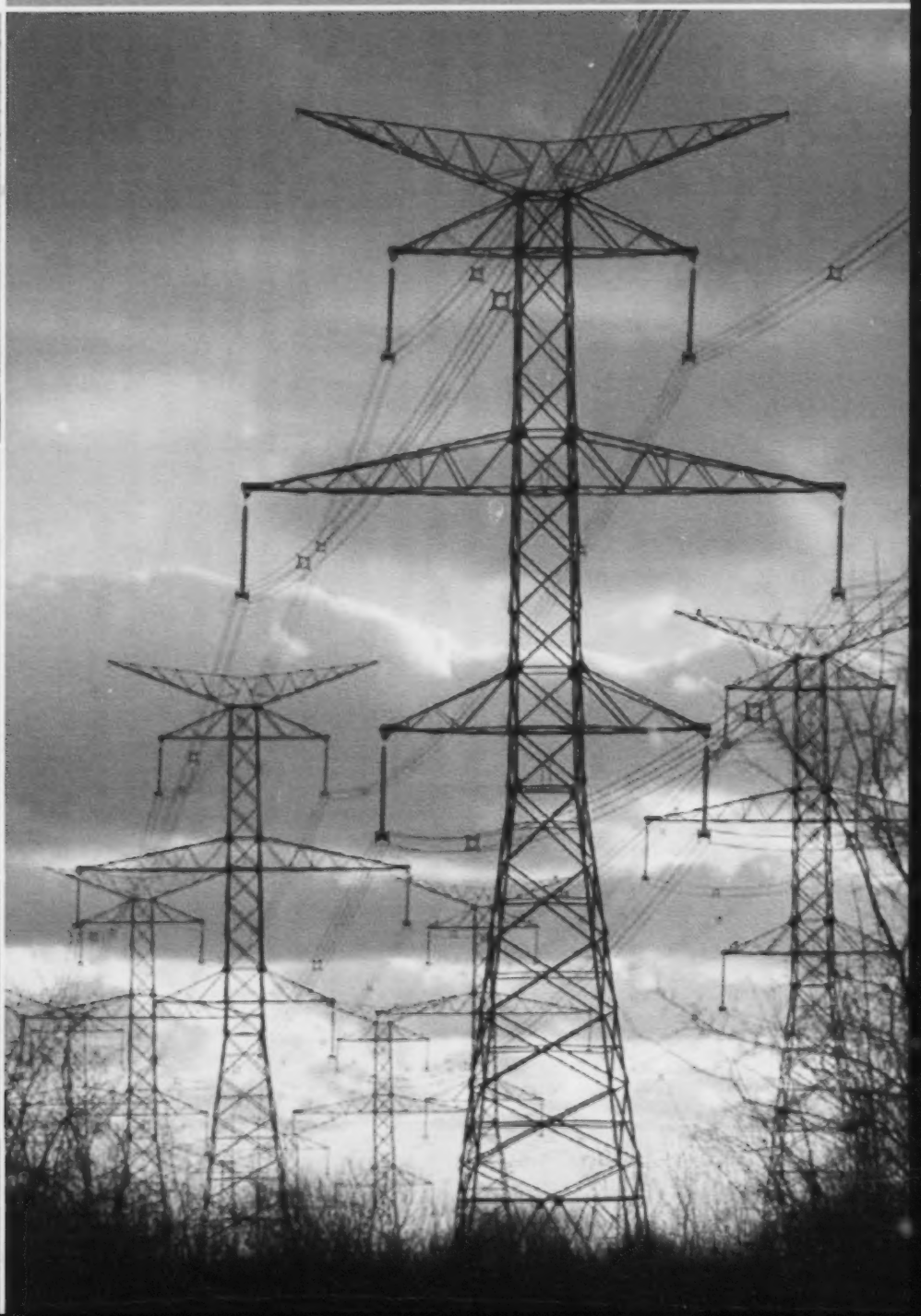
Coûts d'annulation de la centrale d'Oakville

Rapport spécial

Octobre 2013



Bureau du vérificateur général de l'Ontario

Bureau du vérificateur général de l'Ontario

À Son Honneur le Président
de l'Assemblée législative

J'ai le plaisir de transmettre mon Rapport spécial sur les coûts d'annulation de la centrale d'Oakville à la demande de la première ministre de l'Ontario conformément à l'article 17 de la *Loi sur le vérificateur général.*

La vérificatrice générale,

Bonnie Lysyk

Octobre 2013

© 2013, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario

This document is also available in English.

ISBN 978-1-4606-2846-1 (Imprimé)
ISBN 978-1-4606-2847-8 (PDF)

Photos en couverture :
à gauche : © iStockphoto.com/buzbuzzer
droite : © iStockphoto.com/Rod MacPherson

Table des matières

1.0 Contexte 5

2.0 Objectif et portée de l'examen 6

3.0 Résumé 8

3.1 DÉCISIONS AYANT UN IMPACT SUR LE COÛT POUR LE PUBLIC 9

3.2 AVANTAGES POUR TCE 11

4.0 Observations détaillées 13

4.1 VUE D'ENSEMBLE DU PROJET D'OAKVILLE AVANT L'ANNULATION 13

4.1.1 Le processus d'approvisionnement et l'opposition initiale à la centrale 13

4.1.2 Le contrat et l'opposition continue à la centrale 14

4.2 NÉGOCIATIONS D'ANNULATION ET DE RÈGLEMENT 16

4.2.1 Termes initiaux des négociations 16

4.2.2 Propositions et contre-propositions concernant la centrale de remplacement 17

4.2.3 Menaces de poursuites et d'arbitrage 18

4.2.4 Règlement de déménagement 18

4.3 COÛTS DE L'ANNULATION DE LA CENTRALE D'OAKVILLE ET DU RÈGLEMENT DE LA CENTRALE DE NAPANEE 20

4.3.1 Coûts engagés 20

Paiement en espèces à TCE pour les turbines au gaz – 210 millions de dollars 20

Paiement en espèces à TCE pour les coûts irrécupérables – 40 millions de dollars 21

Frais de justice et autres honoraires professionnels – 3 millions de dollars 22

4.3.2 Coûts estimatifs futurs 22

Coûts de livraison et de gestion du gaz (selon les taux de redevances en vigueur en juillet 2013) – 577 millions de dollars 22

Augmentation potentielle des coûts de livraison et de gestion du gaz 23

Raccordements aux réseaux de gaz et de transport – 43 millions de dollars 24

Quantité additionnelle de gaz requise pour compenser l'efficacité réduite des turbines – 35 millions de dollars 24

Améliorations du réseau de transport – 81 millions de dollars 24

Pertes en ligne découlant de la distance que l'électricité doit parcourir depuis Napanee – 32 millions de dollars 25

Énergie de remplacement, 2017 – 91 millions de dollars 25

4.3.3 Économies estimatives futures 25

Prix négocié plus faible pour l'électricité produite par la centrale de Napanee – 275 millions de dollars 25

Aucun paiement à TCE avant 2017 – 162 millions de dollars 26

Annexe - Rôles clés choisis des entités du secteur de l'électricité de l'Ontario 27

Rapport spécial

Coûts d'annulation de la centrale d'Oakville

1.0 Contexte

C'est dans le Plan pour le réseau d'électricité intégré de 2007 (le Plan) de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) que la nécessité d'une centrale électrique au gaz naturel dans le Sud-Ouest de la région du grand Toronto (Sud-Ouest de la RGT) a été reconnue pour la première fois. L'élaboration de ce plan est une des principales responsabilités de l'OEO en tant que prévisionniste et planificateur de l'approvisionnement énergétique à long terme de la province.

En août 2008, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a répondu au Plan en donnant pour directive à l'OEO de procéder à l'acquisition concurrentielle d'une centrale au gaz à cycle combiné ayant une capacité maximale de 850 mégawatts (MW), qui entrerait en service dans le Sud-Ouest de la RGT au plus tard le 31 décembre 2013.

Trois soumissionnaires ont proposé de construire des centrales à Mississauga et un autre, à Oakville. Au printemps 2009, la Ville d'Oakville a commencé à prendre des mesures pour stopper la construction d'une centrale sur son territoire.

En septembre 2009, l'OEO a attribué un contrat à TransCanada Energy Ltd. (TCE) pour que cette société construise une centrale au gaz à cycle combiné à Oakville et commence à l'exploiter commercialement avant le 8 février 2014, pour une période de 20 ans. Le contrat entre l'OEO et TCE a été exécuté le 9 octobre 2009. L'opposition continue de la Ville d'Oakville a toutefois empêché TCE d'obtenir les permis et approbations nécessaires pour entamer les travaux de construction.

Le 7 octobre 2010, le gouvernement a annoncé l'annulation de la centrale proposée d'Oakville. Peu après, les négociations ont commencé afin d'arriver à un règlement avec TCE sur un projet de remplacement. En décembre 2012, l'OEO a annoncé qu'il avait conclu une entente avec TCE pour déménager la centrale à côté d'une centrale existante d'Ontario Power Generation à Napanee.

Le 7 février 2013, la première ministre de l'Ontario a écrit au vérificateur général pour lui demander d'examiner les coûts associés à l'annulation de la centrale au gaz d'Oakville. Le 11 février 2013, le vérificateur général a accepté la demande en vertu de l'article 17 de la *Loi sur le vérificateur général*, qui stipule que le vérificateur général peut accomplir les tâches spéciales qui lui sont confiées par la première ministre.

Le 28 février 2013, la première ministre a annoncé que le Comité permanent de la justice se réunirait pour « examiner la divulgation de documents reliés à la délocalisation des deux centrales au gaz de Mississauga et d'Oakville » (en juillet 2012, le ministre de l'Énergie a annoncé que la centrale dont la construction avait commencé à Mississauga serait déménagée à Lambton). Le 5 mars 2013, le mandat du Comité a été élargi pour que ses membres puissent questionner des témoins sur l'acquisition par appel d'offres, la planification, la mise en service, l'annulation et le déménagement des deux centrales.

Le 30 avril 2013, le directeur général de l'OEO a témoigné devant le Comité que l'OEO estimait le coût de l'annulation et du déménagement de la centrale au gaz d'Oakville à 310 millions de dollars et que les estimations de coûts continueraient d'évoluer.

Une chronologie des événements liés à la centrale d'Oakville qui ont eu lieu entre 2007 et 2013 est fournie à la Figure 1.

2.0 Objectif et portée de l'examen

L'examen avait pour objectif d'estimer les coûts associés à l'annulation et au déménagement de la centrale d'Oakville.

Au moment de la demande de la première ministre, notre Bureau travaillait à une tâche spéciale sur les coûts associés à l'annulation de la centrale au gaz de Mississauga, qui lui avait été confiée par le Comité permanent des comptes publics le 5 septembre 2012. Après avoir accepté la demande de la première ministre, le vérificateur général alors en poste a indiqué à l'OEO en mars 2013 que l'examen du Bureau sur la centrale d'Oakville serait très semblable à son examen sur la centrale de Mississauga et qu'il commencerait dès que le rapport sur la centrale de Mississauga serait terminé. Nous avons déposé ce rapport le 15 avril 2013, et il est accessible à **www.auditor.on.ca**.

Nous avons consulté bon nombre des principaux intervenants du secteur de l'électricité dans le cadre de notre examen des coûts associés à l'annulation et au déménagement de la centrale d'Oakville. Une liste de ces intervenants et de leurs rôles figure en annexe.

Nous avons également :

- examiné des documents liés à l'acquisition par appel d'offres de la centrale d'Oakville entre 2008 et 2009, des ententes entre TCE et l'OEO, Ontario Power Generation (OPG) et le ministère de l'Énergie, de même que la documentation connexe;
- rencontré des fonctionnaires de la Ville d'Oakville afin de discuter de la mesure dans laquelle les difficultés d'obtention des permis auraient retardé la construction de la centrale d'Oakville;
- interviewé des membres clés du personnel de l'OEO, d'Infrastructure Ontario, du ministère de l'Énergie et d'OPG qui ont participé aux négociations et au règlement avec TCE par suite de l'annulation de la centrale d'Oakville;
- fait des recherches sur les paiements versés à TCE par l'OEO ou le ministère de l'Énergie pour déterminer s'ils devaient être inclus dans les coûts d'annulation;
- discuté du déménagement de la centrale proposée d'Oakville à Napanee avec des représentants d'Hydro One et de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité afin de comprendre l'impact du déménagement sur le réseau d'électricité de la province;
- discuté avec le distributeur de gaz de Napanee de l'impact du déménagement sur les coûts de raccordement au réseau de gaz naturel et de gestion du gaz de la centrale;
- rencontré un haut fonctionnaire de la Ville du Grand Napanee au sujet du processus d'approbation pour le site de Napanee;
- visité le site de Napanee et la centrale Lennox existante d'OPG qui se trouve à côté afin de mieux comprendre les infrastructures (comme les systèmes de captage et d'évacuation des eaux pour le refroidissement, le système d'évacuation des eaux pluviales, le réseau d'égouts, etc.) que les deux centrales peuvent partager.

L'OEO a retenu les services d'un cabinet comptable pour qu'il soumette à certains procédés les coûts que TCE a demandé à l'OEO de rembourser. Nous avons examiné le rapport préparé par le cabinet afin d'évaluer le soutien obtenu pour les montants remboursés.

Figure 1 : Chronologie des principaux événements liés à l'annulation de la centrale d'Oakville

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario

Août 2007	L'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) dépose son Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) pour 2008 à 2027 auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Le PREI souligne la nécessité d'une nouvelle centrale électrique au gaz dans le Sud-Ouest de la région du grand Toronto (Sud-Ouest de la RGT).
Août 2008	Le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure ordonne à l'OEO d'acquérir une centrale électrique au gaz pouvant produire jusqu'à 850 mégawatts (MW) dans le Sud-Ouest de la RGT.
Octobre 2008	L'OEO entame le processus d'approvisionnement en lançant une demande de qualifications (DQ), laquelle aboutit à la présélection de quatre promoteurs, dont TransCanada Energy Ltd (TCE). TCE propose de construire sa centrale à Oakville.
Mars 2009	L'OEO soumet une demande de propositions (DP) aux quatre promoteurs présélectionnés.
	La Ville d'Oakville commence à prendre des mesures pour stopper la construction d'une centrale sur son territoire.
Mai 2009	L'OEO dit aux soumissionnaires que les modifications apportées par les municipalités à leurs règlements de zonage et autres après janvier 2009 ne seraient pas prises en considération dans son évaluation de leurs propositions.
Septembre 2009	L'OEO annonce que TCE est le soumissionnaire choisi pour la construction de la centrale de 850 MW dans le Sud-Ouest de la RGT.
Octobre 2009	L'OEO et TCE signent le contrat d'approvisionnement en énergie propre (AEP) dans le Sud-Ouest de la RGT pour la centrale d'Oakville.
Juin 2010	TCE excède le délai prévu dans le contrat d'AEP pour l'obtention, auprès de la Ville d'Oakville, des approbations et permis préalables à la construction de la centrale d'Oakville.
Octobre 2010	Le gouvernement annonce l'annulation de la centrale d'Oakville.
Décembre 2010	L'OEO et TCE exécutent un protocole d'entente (PE) pour le déménagement de la centrale d'Oakville dans la région de Kitchener-Waterloo-Cambridge (KWC).
Mars 2011	TCE propose des prix et des modalités pour le projet de la centrale proposée dans la région de KWC. L'OEO présente une contre-proposition à TCE.
Avril 2011	TCE rejette la contre-proposition de l'OEO. Le Cabinet du ministre demande à l'OEO de présenter une deuxième contre-proposition à TCE, laquelle est également rejetée. TCE avise l'OEO et le ministère de l'Énergie par écrit de son intention d'intenter des poursuites en dommages-intérêts par suite de la résiliation du contrat pour la centrale d'Oakville.
Juin 2011	Le PE conclu entre l'OEO et TCE pour la centrale de KWC vient à expiration.
Août 2011	La province, l'OEO et TCE négocient une convention d'arbitrage qui définit le cadre d'arbitrage exécutoire au cas où les parties n'arriveraient pas à conclure un règlement.
Août 2011–septembre 2012	Les négociations se poursuivent en vue d'un règlement avec TCE pour compenser l'annulation de la centrale d'Oakville.
Septembre 2012	La province, l'OEO, Ontario Power Generation (OPG) et TCE concluent des PE afin de déménager la centrale d'Oakville sur un site existant d'OPG à Napanee.
Décembre 2012	La province, l'OEO, OPG et TCE signent les ententes finales pour le déménagement de la centrale d'Oakville à Napanee.
Février 2013	La première ministre demande au vérificateur général d'effectuer un examen du coût de l'annulation de la centrale au gaz d'Oakville.
	La première ministre annonce que le Comité permanent de la justice se réunira pour tenir des audiences sur l'annulation de la centrale au gaz d'Oakville ainsi que sur l'annulation, en 2011, de la centrale au gaz de Mississauga.

Durant notre examen, le Comité permanent de la justice a tenu des audiences sur l'annulation des centrales au gaz de Mississauga et d'Oakville. Nous avons pris connaissance des déclarations des témoins convoqués par le Comité ainsi que de l'information pertinente qui a été soumise au Comité durant notre examen.

3.0 Résumé

D'après nos estimations, la décision d'annuler la centrale d'Oakville et de construire une nouvelle centrale à Napanee pourrait coûter au public 675 millions de dollars (voir la Figure 2), dont 40 millions serait payé par les contribuables et 635 millions, par les consommateurs d'électricité. Ce coût pourrait toutefois augmenter d'un montant pouvant atteindre environ 140 millions de dollars en raison d'une hausse possible des redevances liées à la livraison du gaz, comme il est expliqué ci-après.

Environ les deux tiers des coûts nets que nous avons estimés n'ont pas encore été engagés, et toutes les économies estimatives sont censées se réaliser dans l'avenir. Les hypothèses concernant les événements à venir et leurs effets comportent une incertitude considérable. C'est pourquoi les lecteurs devraient garder à l'esprit que, si nos estimations diffèrent de celles déjà annoncées par l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), elles différeront probablement aussi des coûts et des économies réels que seul l'avenir dévoilera. Une grande partie de l'écart entre notre estimation et celle de l'OEO,

Figure 2 : Résumé des coûts d'annulation de la centrale d'Oakville

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario

	en millions de dollars[1]
Coûts engagés (Section 4.3.1)	
Paiements versés à TCE pour rembourser :	
• l'achat initial par TCE des turbines à gaz pour la centrale d'Oakville et les modifications, totalisant 36 millions de dollars, qui y ont été apportées	210
• les coûts irrécupérables de TCE liés à la centrale d'Oakville	40
Frais de justice et honoraires professionnels	3
Coûts estimatifs futurs (Section 4.3.2)	
Services de livraison et de gestion du gaz pour la centrale de Napanee	577
Raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité pour la centrale de Napanee	43
Quantité additionnelle de gaz requise pour compenser l'efficacité réduite des turbines	35
Mise à niveau du réseau de transport	81
Pertes en ligne liées à la distance que l'électricité doit parcourir depuis Napanee	32
Électricité de remplacement à compter de 2017	91
Sous-total – Coûts engagés plus les coûts estimatifs futurs	**1 112**
Économies estimatives futures	
Prix réduit négocié pour l'électricité produite par la centrale de Napanee[2]	(275)
Aucun paiement à TCE avant 2017	(162)
Total – (coûts engagés plus les coûts estimatifs futurs) moins les économies estimatives futures	**675**
Impact de l'augmentation potentielle des redevances	**jusqu'à 140**

1. Tous les montants sont en dollars actuels.
2. Le prix négocié se traduit par un avantage pour TCE. Aux termes de l'entente sur la centrale d'Oakville, TCE aurait payé des coûts de 445 millions de dollars que l'OEO doit maintenant assumer conformément à l'entente sur la centrale de Napanee. Cependant, le prix réduit négocié pour l'électricité produite par la centrale de Napanee représente des économies de seulement 275 millions de dollars. La différence de 170 millions de dollars est un avantage pour TCE.

qui est de 310 millions de dollars, est attribuable aux différentes hypothèses avancées au sujet des dates d'entrée en service des centrales d'Oakville et de Napanee et aux différents taux utilisés pour évaluer les futurs paiements en dollars actuels.

Aux termes des ententes contractuelles conclues entre TransCanada Energy Ltd. (TCE) et l'OEO pour la construction de la centrale de Napanee, l'OEO a assumé le risque financier associé à la livraison du gaz. L'entente concernant la centrale d'Oakville conférait auparavant cette responsabilité à TCE. Aux termes de l'entente relative à la centrale de Napanee, un tronçon du gazoduc appartenant à TransCanada Pipelines Limited (TCPL), le propriétaire de TCE, doit effectivement être utilisé pour transporter le gaz jusqu'à Napanee. Il n'y a présentement pas d'alternative pratique à ce tronçon de gazoduc. À l'heure actuelle, ce tronçon ne possède pas la capacité voulue pour transporter la quantité de gaz requise pour répondre aux besoins de la centrale de Napanee. En conséquence, TCPL devra faire d'autres investissements en capital et recouvrer ces coûts en augmentant ses redevances, qui seront répercutées sur les consommateurs d'électricité. Nous avons abordé la question des redevances avec l'OEO et l'Office a ensuite contacté TCE, qui, le 18 septembre 2013, a indiqué qu'elle était disposée à explorer d'autres modalités de livraison du gaz afin de réduire les coûts de livraison du gaz à la centrale de Napanee.

En septembre 2013, les distributeurs de gaz, qui dépendent actuellement de ce tronçon du gazoduc de TCPL, ont approuvé un barème de redevances qui permettrait à TCPL de recouvrer le coût de ses investissements additionnels. Selon ce barème, les redevances pourraient augmenter dans une proportion pouvant atteindre 50 % des taux existants au cours des trois premières années. Toute hausse devrait d'abord être approuvée par l'Office national de l'énergie. Or, si l'Office finissait par approuver une augmentation de 50 % des taux existants et que les taux restaient à ce niveau sur les 20 ans du contrat pour la centrale de Napanee, les coûts de livraison du gaz pourraient dépasser d'environ 140 millions de dollars notre estimation de 577 millions.

3.1 DÉCISIONS AYANT UN IMPACT SUR LE COÛT POUR LE PUBLIC

Les décisions suivantes ont eu un impact sur le coût pour le public :

- **L'OEO a dit aux soumissionnaires que l'opposition municipale à une centrale ne serait pas prise en compte dans son évaluation de leurs propositions** — Comme l'OEO le savait, la Ville d'Oakville s'opposait très activement et publiquement à la construction d'une centrale sur son territoire. Des quatre promoteurs présélectionnés par l'OEO en mars 2009 pour la construction d'une centrale dans le Sud-Ouest de la région du grand Toronto (Sud-Ouest de la RGT), un seul, TCE, proposait de la construire à Oakville. Deux mois après avoir soumis sa demande de propositions aux quatre promoteurs, l'OEO leur a dit qu'il tiendrait uniquement compte des exigences municipales en place en janvier 2009 lors de l'évaluation de leurs propositions. L'OEO nous a informés qu'il ne voulait pas que les mesures prises par les municipalités qui savaient qu'une centrale pourrait être construite sur leur territoire aient un impact sur les propositions des soumissionnaires. En septembre 2009, alors que la Ville d'Oakville avait déjà mis en place un règlement retardant l'établissement d'une centrale sur son territoire, l'OEO a attribué le contrat à TCE. L'OEO nous a néanmoins informés que, tout au long du processus d'approvisionnement et de passation de contrat pour la centrale d'Oakville, y compris avant l'attribution du contrat à TCE en septembre 2009, il avait offert au gouvernement des voies de sortie qui lui auraient permis de ne pas aller de l'avant.
- **Le Cabinet du Premier ministre s'est engagé à indemniser TCE de la valeur financière de son contrat pour la centrale d'Oakville, et ce, malgré certains événements qui, à notre avis, auraient permis de résilier le contrat à un coût beaucoup plus faible** — Le contrat pour la centrale d'Oakville

contenait des clauses de protection libérant TCE et l'OEO de toute obligation financière au cas où des événements échappant à leur contrôle (événements de force majeure) auraient retardé de plus de 24 mois l'entrée en service commercial de la centrale, prévue pour le 8 février 2014. Vu la vive opposition d'Oakville à la centrale, il aurait peut-être été possible pour l'OEO de s'en tirer sans frais ni pénalité simplement en attendant la suite des événements. En décembre 2009 et mars 2010, TCE a déposé des avis de force majeure, reconnaissant ainsi que les mesures prises par la Ville d'Oakville l'obligeaient à demander une prolongation de délai pour lui permettre d'achever la centrale. TCE a également demandé au Cabinet du Premier ministre de l'aider à surmonter ces obstacles municipaux. En octobre 2010, TCE avait cinq appels en instance devant la Commission des affaires municipales de l'Ontario et quatre procédures judiciaires devant la Cour divisionnaire de l'Ontario. Nous croyons comprendre que le Cabinet du Premier ministre avait assuré à TCE lors d'une réunion tenue à ce moment-là que si le gouvernement annulait la centrale, TCE serait gardée intacte (c.-à-d. que les bénéfices qu'elle s'attendait à tirer de la centrale d'Oakville seraient préservés). Deux jours après cette réunion entre le Cabinet du Premier ministre et TCE, l'annulation a été annoncée et l'OEO a confirmé que TCE avait droit à des dommages-intérêts raisonnables incluant la valeur financière prévue du contrat original. Le maire de la Ville d'Oakville a depuis témoigné qu'il aurait poursuivi les procédures judiciaires jusqu'à la Cour suprême du Canada.

- **Le Cabinet du Premier ministre a assuré à TCE qu'elle serait indemnisée de la valeur financière du contrat pour la centrale d'Oakville au lieu de compter sur les clauses de protection du contrat entre l'OEO et TCE, qui auraient minimisé les dommages-intérêts payés à TCE par suite de l'annulation de la centrale** — L'OEO aurait pu invoquer une clause du contrat qui l'obligeait à indemniser TCE du manque à gagner seulement en cas de « mesure discriminatoire » et soutenir que l'annulation de la centrale n'aurait pas répondu à la définition contractuelle d'une telle mesure (la définition spécifiait qu'une mesure discriminatoire touchant TCE devait être prise par l'Assemblée législative de l'Ontario par voie législative ou par des moyens semblables). Au début de 2010, l'OEO a examiné les ramifications de l'annulation du contrat et obtenu un avis juridique confirmant que l'annulation ne répondrait pas à la définition d'une mesure discriminatoire. L'avis indiquait également que, si elle était exécutoire, la clause contractuelle limiterait la responsabilité de l'OEO.
- **La province et l'OEO ont accepté un cadre d'arbitrage (pour déterminer le montant des dommages-intérêts à payer à TCE en l'absence de règlement) qui favorisait TCE et dérogeait aux protections accordées à l'OEO dans le contrat pour la centrale d'Oakville** — TCE comprenait qu'en retour de l'engagement du gouvernement à la garder intacte, elle était censée garder un profil bas et ne pas engager de poursuites contre le gouvernement. Cela ne l'a pas empêchée de brandir des menaces de poursuites en avril 2011 après plusieurs mois de négociations infructueuses entre l'OEO et TCE sur un projet de remplacement pour la centrale d'Oakville. La province, l'OEO et TCE ont convenu d'aller en arbitrage afin de déterminer le montant des dommages à payer à TCE en cas d'échec des négociations. Le cadre d'arbitrage dérogeait aux dispositions du contrat pour la centrale d'Oakville qui protégeaient les intérêts de l'OEO. C'est-à-dire qu'il était explicitement interdit à l'arbitre devant déterminer le montant des dommages-intérêts de prendre en compte la possibilité que TCE n'aurait

pas été en mesure de surmonter l'opposition d'Oakville à la centrale (les dispositions de force majeure), que l'annulation de la centrale par l'OEO n'était pas une mesure discriminatoire et qu'elle devrait donc dispenser l'arbitre de tenir compte du manque à gagner dans la détermination des dommages-intérêts. Ce cadre d'arbitrage favorisait clairement TCE et lui donnait le dessus dans les négociations sur un projet pouvant remplacer la centrale d'Oakville.

- **Le ministre de l'Énergie a accepté de situer à Napanee la nouvelle centrale que TCE doit construire** — L'OEO nous a informés que c'était le ministre de l'Énergie qui lui avait dit de passer un contrat avec TCE pour la construction d'une nouvelle centrale à Napanee. L'OEO a précisé que Napanee n'était pas son premier choix pour la nouvelle centrale parce que le déménagement dans cette ville ferait monter les coûts de livraison du gaz depuis la région de Sarnia jusqu'à Napanee de même que les coûts de transport de l'électricité jusque dans le Sud-Ouest de la RGT, où l'électricité est requise. Après l'annulation de la centrale d'Oakville en 2010, le ministre a déclaré que la nouvelle centrale ne serait pas construite dans la RGT. Les négociations engagées pour amener TCE à construire la centrale dans la région de Kitchener-Waterloo-Cambridge, qui était l'emplacement favorisé par l'OEO et qui avait elle aussi besoin d'une source d'électricité locale, ont échoué. Comme il est noté plus haut, la société mère de TCE, TCPL, sera un des transporteurs du gaz jusqu'à Napanee. Le gazoduc de TCPL n'aurait pas été nécessaire pour une centrale à Oakville ou à Kitchener-Waterloo-Cambridge. Les redevances additionnelles qui pourraient être approuvées pour permettre à TCPL de recouvrer les coûts liés à l'accroissement de la capacité de son gazoduc pourraient entraîner une augmentation substantielle des coûts de livraison et de gestion du gaz par rapport à l'estimation de 577 millions de dollars indiquée à la Figure 2.

3.2 AVANTAGES POUR TCE

Comme il est mentionné plus haut, une des décisions clés qui ont eu un impact sur le coût de l'annulation de la centrale d'Oakville pour le public a été l'engagement de garder TCE intacte. Nous croyons que le règlement conclu avec TCE ira encore plus loin. La Figure 3 énumère les avantages estimatifs d'environ 225 millions de dollars que TCE tirera du règlement négocié pour la centrale de Napanee. En conséquence de tous les avantages conférés à TCE et à sa société mère, auxquels s'ajoutent des avantages impossibles à calculer, TCE touchera probablement un taux de rendement plus élevé pour la centrale de Napanee qu'il l'aurait été pour la centrale d'Oakville, même si elle commencera à toucher ce rendement plus tard.

RÉPONSE DE L'OFFICE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

L'OEO respecte le rapport de la vérificatrice générale. Bien que les estimations de coûts de l'OEO diffèrent de celles de la vérificatrice générale, nous continuons d'appuyer nos hypothèses, car la différence indiquée dans le rapport est principalement attribuable aux hypothèses retenues pour calculer les coûts futurs. Le rapport mentionne que les deux tiers des coûts et 100 % des économies associées au déménagement de la centrale d'Oakville se réaliseront dans l'avenir. Il est donc impossible de déterminer les coûts nets du déménagement de façon définitive, d'autant plus que les événements sur lesquels se fondent les hypothèses pour la centrale d'Oakville n'auront jamais lieu.

La vérificatrice générale et l'OEO ont utilisé différents taux pour convertir les futurs coûts et économies en dollars actuels, ainsi que différentes dates d'entrée en service pour les centrales. L'approche de la vérificatrice générale

Figure 3 : Avantages pour TCE du règlement relatif à l'annulation et au déménagement

Source des données : Office de l'électricité de l'Ontario

Avantage	Valeur estimative (en millions de dollars)
La réduction des coûts de construction et d'exploitation de TCE pour la centrale de Napanee est plus importante que la réduction des prix que TCE recevra pour l'électricité produite par la centrale de Napanee	
L'OEO a pris en charge un certain nombre de coûts pour la centrale de Napanee que TCE aurait assumés aux termes du contrat pour la centrale d'Oakville (turbines à gaz, livraison et gestion du gaz, raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité). Cela réduit de 445 millions de dollars les coûts que TCE devra engager pour construire et exploiter la centrale de Napanee. Cette réduction a amené l'OEO à négocier une baisse de 12 % du prix à payer pour l'électricité produite par la centrale de Napanee, ce qui équivaut à 275 millions de dollars sur 20 ans (voir la Figure 2, Économies estimatives futures). La différence de 170 millions de dollars est un avantage pour TCE.	170
Le site de la centrale de Napanee coûte moins cher que celui de la centrale d'Oakville	
TCE s'attendait à payer environ 56 millions de dollars pour le site de la centrale d'Oakville. Le site de la centrale de Napanee coûte seulement 1,1 million de dollars. La différence d'environ 55 millions de dollars est un avantage pour TCE.	55
Cependant, aux termes du contrat pour la centrale de Napanee, TCE sera, si nécessaire, responsable de coûts en capital liés au site qui pourraient atteindre 18,25 millions de dollars.	(jusqu'à 18,25)
Certaines des infrastructures requises ont déjà été construites et sont à la disposition de TCE au site de Napanee	
Aux termes du contrat pour la centrale de Napanee, TCE a le droit de partager certaines infrastructures, comme les systèmes de captage et d'évacuation des eaux pour le refroidissement, le système d'évacuation des eaux pluviales et le réseau d'égouts, qui sont déjà en place à la centrale Lennox existante d'OPG (située à côté du site de la centrale de Napanee). La construction de ces infrastructures à la centrale d'Oakville aurait probablement coûté à TCE plus que les 5,6 millions de dollars, en sus des coûts différentiels, qu'elle paiera à OPG dans le cadre de l'entente de partage.	Inconnu

réduit les économies associées au fait que la centrale de Napanee sera mise en service plus tard que celle d'Oakville l'aurait été.

L'estimation du coût du déménagement de la centrale durant les négociations de règlement était compliquée par le peu de temps dont l'OEO et Infrastructure Ontario disposaient pour en arriver à une entente, soit 12 jours (il faut généralement de 12 à 18 mois pour produire des estimations lors de l'acquisition concurrentielle d'une centrale au gaz). Néanmoins, lorsque l'entente sur le déménagement a été annoncée, le protocole d'entente (PE) avec TCE stipulait clairement que des coûts s'ajouteraient aux 40 millions de dollars en coûts irrécupérables engagés pour la centrale d'Oakville.

Dans son examen du PE, qui traçait les grandes lignes du futur contrat pour la centrale de Napanee, une tierce partie, Deloitte, a constaté que certains éléments et résultats financiers étaient conformes aux clauses du contrat original et que, dans l'ensemble, l'entente était commercialement raisonnable. Les coûts additionnels que les consommateurs d'électricité devront payer pour la centrale de Napanee sont associés en grande partie à l'emplacement. Ces coûts permettront notamment d'accélérer le transport de l'électricité de remplacement dans le Sud-Ouest de la RGT et de payer les frais plus élevés de livraison du gaz à Napanee, qui est plus éloignée du centre de distribution du gaz près de Sarnia. La vérificatrice générale a

également déterminé que des économies de 162 millions de dollars seraient réalisées parce que les paiements contractuels pour la centrale de Napanee commenceraient plus tard.

Comme il est noté dans le rapport, les soumissionnaires du projet de la centrale dans le Sud-Ouest de la RGT s'étaient fait dire que seules les exigences municipales déjà en place seraient prises en considération dans l'évaluation des propositions. Les soumissionnaires devaient être responsables de la sélection des sites et de l'obtention des permis et approbations nécessaires. Comme le processus était déjà en cours, l'OEO jugeait avantageux, pour le système comme pour les contribuables, de situer la centrale dans le Sud-Ouest de la RGT et il voulait se montrer équitable envers les promoteurs, maintenir une liste appréciable de soumissionnaires et être en mesure de confirmer l'intégrité du processus.

Depuis 2003, l'Ontario a passé des contrats avec 21 centrales électriques alimentées au gaz, dont 19 sont actuellement en service. L'OEO et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité ont récemment présenté des recommandations au gouvernement provincial sur les moyens d'améliorer la planification et la localisation des grandes infrastructures électriques.

4.0 Observations détaillées

4.1 VUE D'ENSEMBLE DU PROJET D'OAKVILLE AVANT L'ANNULATION

4.1.1 Le processus d'approvisionnement et l'opposition initiale à la centrale

Dans le cadre de sa planification à long terme de l'approvisionnement en électricité, l'OEO a invoqué les raisons suivantes d'implanter une centrale au gaz naturel dans le Sud-Ouest de la RGT :

- Par suite de l'engagement du gouvernement à éliminer la production d'électricité à partir du charbon en Ontario d'ici 2014, la centrale au charbon de Lakeview dans le Sud-Ouest de la RGT a fermé ses portes en 2005, retirant 1 150 mégawatts (MW) de l'approvisionnement total en électricité de l'Ontario.
- Dans le même temps, la demande de pointe pour l'électricité dans le Sud-Ouest de la RGT augmentait à un rythme équivalant à plus du double du taux moyen de croissance de la demande de pointe pour la province dans son ensemble.
- L'implantation d'une nouvelle centrale permettrait de retarder une mise à niveau importante du réseau de transport de l'Ouest de la RGT afin de pouvoir acheminer l'électricité requise sur une plus longue distance.
- La nouvelle centrale ferait augmenter le volume total d'électricité produite à partir du gaz dans la province, appuyant ainsi l'engagement du gouvernement à favoriser un recours accru à l'énergie éolienne et solaire (il est possible d'arrêter et de démarrer rapidement les centrales électriques au gaz pour suppléer à ces sources intermittentes).

À l'automne 2008, l'OEO a mis en marche le processus d'acquisition d'une centrale électrique au gaz de 850 MW dans le Sud-Ouest de la RGT en annonçant publiquement le projet et en lançant une demande de qualifications (DQ). La DQ est utilisée pour éliminer les promoteurs non qualifiés et faire en sorte que seuls ceux qui possèdent l'expertise financière et technique requise pour répondre aux exigences du projet soient pris en considération.

Le 16 janvier 2009, l'OEO a annoncé qu'il avait présélectionné quatre promoteurs qui passeraient à la prochaine étape du processus d'approvisionnement, la demande de propositions (DP). La DP, accompagnée des critères d'évaluation spécifiés, a été lancée le 13 mars 2009, la date limite de réception des propositions ayant été fixée au 8 juillet 2009.

TransCanada Energy Ltd. (TCE), un des promoteurs présélectionnés, était en partenariat avec Ontario Power Generation (OPG). Les partenaires proposaient de construire une centrale au gaz sur un site existant d'OPG sur l'avenue Kipling à Etobicoke. Pendant que TCE préparait sa proposition, un autre site à Oakville appartenant à Ford du Canada Limitée (Ford) est devenu disponible. Lorsque TCE a décidé de proposer le site d'Oakville en raison de son accès plus facile à la source de gaz, OPG s'est retirée du partenariat parce que le site d'Oakville ne lui appartenait pas et que son zonage était incertain. TCE était la seule entreprise à proposer un site à Oakville; les trois autres proposaient des sites à Mississauga.

Au printemps 2009, la Ville d'Oakville a commencé à prendre des mesures pour stopper la construction d'une centrale sur son territoire. La Figure 4 décrit quelques-unes des mesures prises et d'autres événements susceptibles de retarder le projet, ainsi que leurs conséquences.

En mai 2009, l'OEO a indiqué aux quatre promoteurs que seules les exigences municipales touchant les sites proposés qui étaient en place le 16 janvier 2009, date de présélection des quatre promoteurs, devaient être prises en compte dans l'élaboration de leurs propositions. L'OEO nous a dit qu'il avait agi ainsi par souci d'équité envers les promoteurs, car il ne voulait pas que les mesures prises par les municipalités aient un impact sur les propositions des promoteurs et que son processus d'approvisionnement soit un facteur dans la sélection du site. L'OEO voulait conférer aux promoteurs la responsabilité d'obtenir les permis et approbations nécessaires. Or, comme les mesures prises par la Ville d'Oakville pour prévenir la construction d'une centrale étaient plus étendues que celles de Mississauga, il aurait été plus difficile pour TCE d'obtenir les permis et approbations nécessaires.

En septembre 2009, l'OEO a annoncé qu'il avait accepté l'offre de TCE de construire la centrale du Sud-Ouest de la RGT à Oakville. Le contrat de projet a été signé en octobre 2009.

4.1.2 Le contrat et l'opposition continue à la centrale

Aux termes du contrat d'octobre 2009, TCE devait concevoir et construire une centrale au gaz pouvant générer 900 MW. Elle devait aussi obtenir les permis et approbations nécessaires à cette fin. La centrale était censée être construite et mise en production avant le 8 février 2014, date où l'OEO aurait commencé à payer un montant mensuel à TCE sur la période contractuelle de 20 ans. Ce montant, désigné sous le terme « besoins en produits nets » (BPN), est un élément standard des contrats de l'OEO pour la production d'énergie à partir de gaz naturel. Il est censé permettre au promoteur de récupérer ses coûts de construction et d'exploitation et de toucher un taux de rendement ou bénéfice raisonnable. Les BPN s'expriment sous forme de montant par MW par mois. Aux termes du contrat avec TCE, ce montant était de 17 277 $/MW/mois. Pour une centrale de 900 MW, cela équivaut à environ 186 millions de dollars par an, soit à peu près 2,7 milliards de dollars actualisés sur les 20 ans du contrat.

Le contrat comportait des dispositions de force majeure en cas d'événements extraordinaires échappant au contrôle des parties. Ces événements obligeraient l'OEO à repousser la date de mise en service de la centrale. S'ils devaient retarder l'entrée en service de la centrale de plus de 24 mois, l'OEO pourrait mettre fin au contrat sans coûts ni paiements quelconques. De l'avis de l'OEO, il y avait donc un mécanisme viable qui aurait permis à la province d'annuler le contrat si TCE était incapable d'obtenir les permis et approbations nécessaires pour construire la centrale à Oakville.

Le contrat contenait également une clause stipulant que l'OEO serait responsable d'indemniser TCE du manque à gagner seulement si le gouvernement prenait des mesures discriminatoires touchant TCE (par voie législative ou par des moyens semblables). En février 2010, l'OEO a obtenu un avis juridique selon lequel une annulation ne répondrait pas à la définition de mesure discriminatoire et que la

Figure 4 : Mesures et événements qui auraient pu retarder le projet d'Oakville

Source des données : Ville d'Oakville, Commission des affaires municipales de l'Ontario, Office de l'électricité de l'Ontario

Date	Mesure/Événement	Description	Suites du projet
Mars 2009	Le conseil municipal d'Oakville modifie le plan officiel de la ville	Aucune centrale électrique dont la capacité dépasse 10 MW ne peut être construite avant que son impact ait été étudié et déterminé	• Mai 2009 – TCE et Ford interjettent appel auprès de la Commission des affaires municipales de l'Ontario (CAMO) • Décembre 2009 – La CAMO annule la modification
Mars 2009	Le conseil municipal d'Oakville adopte un règlement de contrôle provisoire	La construction de toute centrale électrique de plus de 10 MW est suspendue pendant un an pour que les travaux et études de planification nécessaires puissent être effectués (la suspension peut être prolongée d'un an)	• Mai 2009 – TCE et Ford interjettent appel devant la CAMO • Décembre 2009 – La CAMO confirme le règlement • Décembre 2009 – La Ville d'Oakville invoque le règlement pour rejeter la demande de plan de situation de TCE • Mars 2010 – La Ville d'Oakville prolonge le règlement jusqu'au 31 mars 2011
Février 2010	La Ville d'Oakville adopte un règlement sur la protection de la santé et la qualité de l'air	Les centrales qui émettent des particules fines (<2,5 microns) dangereuses seraient assujetties à un processus d'approbation englobant une évaluation de l'impact sur la santé*	• Juin 2010 – TCE interjette appel devant la Cour divisionnaire de l'Ontario • Décembre 2010 – TCE retire l'appel (après l'annulation de la centrale)
Juin 2010	Le Groupe d'étude sur la qualité de l'air (établi par la province en septembre 2009) publie son rapport	Recommandation 4 – Que toutes les demandes de certificats d'approbation provinciaux pour les nouvelles activités industrielles qui feront augmenter les émissions polluantes dans le bassin atmosphérique d'Oakville-Clarkson soient examinées à la lumière de la capacité actuelle du bassin atmosphérique	• Août 2010 – Le conseil municipal d'Oakville demande au premier ministre d'imposer un moratoire sur le développement de la centrale d'Oakville jusqu'à ce que les risques sanitaires des émissions aient été examinés
Septembre 2010	Le conseil municipal d'Oakville adopte trois autres règlements	Les centrales électriques proposées doivent être évaluées en fonction de critères précis	• Octobre 2010 – L'annulation de la centrale d'Oakville est annoncée; les règlements restent en vigueur

* Des représentants de la Ville d'Oakville nous ont informés que la centrale d'Oakville n'aurait peut-être pas répondu aux exigences de ce règlement.

clause, si elle était exécutoire, [*Traduction*] « limiterait sérieusement les montants dont l'OEO serait responsable ».

Comme le montre la Figure 4, des événements échappant au contrôle de TCE et de l'OEO se sont effectivement produits. En conséquence du règlement de contrôle provisoire qui avait été adopté par la Ville d'Oakville en mars 2009, TCE n'a pas pu obtenir les permis et approbations nécessaires pour procéder à la construction. TCE a déposé deux avis de force majeure — l'un le 17 décembre 2009, après que la Commission des affaires municipales de l'Ontario eut confirmé le règlement de contrôle provisoire, et l'autre le 15 mars 2010, après que la Ville d'Oakville eut rejeté une demande de lotissement concernant le site de la centrale. TCE a déposé ces avis pour se protéger contre les pénalités si elle était incapable de respecter les délais contractuels en raison de cette opposition. Dans les deux cas, TCE a dit qu'elle n'était pas en mesure de déterminer

l'impact que l'opposition à la centrale aurait sur la date d'achèvement de la centrale, prévue pour le 8 février 2014, et qu'elle fournirait cette information dès qu'elle le pourrait.

En plus de déposer ces avis, TCE a demandé l'aide du Cabinet du Premier ministre à compter de décembre 2009. Une des options était que le gouvernement utilise ses pouvoirs législatifs pour contourner l'opposition de la Ville d'Oakville et autoriser la construction. C'était l'option retenue par le gouvernement dans le cas d'une centrale au gaz de 393 MW prévue pour le canton de King dans la région de York. Le canton avait adopté un règlement de contrôle provisoire en janvier 2010 afin d'interdire les installations de production d'électricité dans certaines parties du canton et il travaillait à des modifications au plan officiel qui auraient interdit la centrale. En juillet 2010, le gouvernement a adopté un règlement qui exemptait le site de la centrale des modifications au plan officiel. La justification du gouvernement était que l'approvisionnement en électricité de la région de York ne serait pas suffisant pour répondre aux normes de fiabilité et à la demande dans un proche avenir, qui était censée augmenter trois fois plus vite que la moyenne provinciale. De l'avis du gouvernement, comme la situation à Oakville était moins urgente, des mesures gouvernementales semblables pourraient être perçues comme une ingérence dans les plans de la Ville et, selon les documents que nous avons examinés, le Cabinet du Premier ministre ne voulait pas intervenir. Les discussions au Cabinet du Premier ministre portaient plutôt sur les sites de remplacement suggérés par TCE, notamment dans le Nord d'Oakville, à Halton Hills et à Nanticoke.

À l'automne 2010, le personnel du Cabinet du Premier ministre a rencontré des représentants de TCE. Selon les documents que le ministère du Procureur général a soumis au Comité permanent de la justice, TCE est sortie de la réunion avec la compréhension que si le gouvernement décidait d'annuler la centrale, TCE serait gardée intacte. En retour, TCE devrait garder un profil bas et ne pas intenter de poursuites contre le gouvernement.

4.2 NÉGOCIATIONS D'ANNULATION ET DE RÈGLEMENT

4.2.1 Termes initiaux des négociations

Le 7 octobre 2010, le ministre de l'Énergie a annoncé l'annulation de la centrale proposée d'Oakville. Le même jour, l'OEO a envoyé une lettre à TCE concernant l'annulation. L'OEO nous a toutefois informés qu'il n'avait pas participé aux discussions entre le Cabinet du Premier ministre et TCE, et qu'il n'avait pas été consulté lorsque le Cabinet du Premier ministre s'est engagé à garder TCE intacte. L'OEO a d'abord confirmé auprès du Cabinet du Premier ministre que cet engagement avait effectivement été pris. L'OEO a ensuite spécifié, dans sa lettre du 7 octobre, que :

- l'OEO n'irait pas de l'avant avec le contrat original;
- TCE devait cesser tous les travaux et activités liés à la centrale d'Oakville;
- TCE avait droit à des dommages-intérêts raisonnables incluant la valeur financière prévue du contrat original.

L'OEO nous a informés que, s'il avait été consulté, il aurait conseillé au Cabinet du Premier ministre de ne pas s'engager à garder TCE intacte parce que son contrat avec TCE contenait des dispositions protégeant l'OEO contre une telle responsabilité. Une de ces dispositions était la stipulation que l'une ou l'autre partie pouvait mettre fin au contrat sans frais si un événement de force majeure retardait de plus de 24 mois la date d'entrée en service commercial de la centrale. La Figure 4 contient une liste des mesures et des événements qui auraient pu entraîner un tel retard. Le 19 mars 2013, le maire de la Ville d'Oakville a témoigné devant le Comité permanent de la justice qu'il aurait défendu l'opposition de la Ville à la construction de la centrale jusqu'à la Cour suprême du Canada. L'OEO aurait donc pu se retirer du contrat à un coût peut-être moins élevé

simplement en attendant la suite des événements. La deuxième disposition était la clause qui invoquait la responsabilité du manque à gagner seulement en cas de mesures discriminatoires bien définies (c.-à-d. les mesures gouvernementales prises par voie législative ou par des moyens semblables). Selon l'OEO, l'annulation de la centrale ne constituait pas une mesure discriminatoire. Ainsi, sauf si TCE avait réussi à faire annuler cette clause du contrat par un tribunal, l'OEO n'aurait probablement pas été responsable de la valeur financière du contrat, y compris le manque à gagner.

Selon les documents que le ministère du Procureur général a soumis au Comité permanent de la justice, l'interprétation que TCE avait donnée à l'engagement du Cabinet du Premier ministre à la garder intacte était qu'elle se verrait offrir un projet remplaçant la centrale d'Oakville qui refléterait la valeur financière du contrat portant sur cette centrale, y compris le manque à gagner. Le gouvernement a imposé les exigences suivantes pour les négociations de l'OEO avec TCE :

- La valeur financière du règlement final ne pouvait pas dépasser 1,2 milliard de dollars (TCE avait estimé le coût en capital de la centrale d'Oakville à 1,2 milliard de dollars).
- Le site de la centrale de remplacement devait être accepté par la collectivité locale.
- Le coût unitaire de l'électricité produite par la centrale de remplacement doit se rapprocher de celui de l'électricité produite par des installations ontariennes semblables ayant une capacité semblable.

4.2.2 Propositions et contre-propositions concernant la centrale de remplacement

Conformément aux exigences susmentionnées, l'OEO a proposé la région de Kitchener-Waterloo-Cambridge (KWC) comme emplacement idéal pour une centrale de remplacement. La région avait besoin d'une nouvelle source d'électricité pour assurer la fiabilité du réseau et, comme c'était le cas dans le Sud-Ouest de la RGT, une source d'approvisionnement locale permettrait de repousser la nécessité d'une mise à niveau majeure des lignes de transport pour que celles-ci puissent transporter l'électricité sur une plus longue distance.

Le 21 décembre 2010, TCE et OEO ont exécuté un protocole d'entente pour le développement potentiel d'une centrale « de pointe » dans la région de KWC. En général, ce genre de centrale fonctionne seulement quand la demande d'électricité est à son plus fort (environ 5 % du temps ou moins). Elle n'a donc pas besoin d'être aussi efficiente qu'une installation comme la centrale proposée d'Oakville, qui était censée fonctionner entre 20 % et 30 % du temps. En conséquence, la centrale envisagée pour la région de KWC devait être une centrale au gaz à cycle simple ayant une capacité maximale de 450 MW (dans une centrale à cycle simple, une turbine à gaz est activée par la chaleur produite par combustion du gaz naturel, sans récupération de la chaleur excédentaire pour faire tourner une deuxième turbine à vapeur).

Après des mois de discussions, TCE a proposé de construire une centrale de pointe à cycle simple de 515 MW dans la région de KWC, l'OEO devant payer des BPN de 16 900 $/MW/mois (un peu moins que les 17 277 $/MW/mois prévus dans le contrat de la centrale d'Oakville) après l'entrée en service de la centrale. L'OEO s'opposait à l'approche utilisée par TCE pour calculer les BPN et croyait que ceux-ci étaient trop généreux envers TCE. Dans sa contre-proposition, l'OEO offrait des BPN beaucoup plus faibles de 12 500 $/MW/mois. TCE a rejeté la contre-proposition le 6 avril 2011 et exprimé ses préoccupations au personnel du Cabinet du Premier ministre et du Cabinet du ministre de l'Énergie.

Le Cabinet du ministre a ordonné à l'OEO de présenter une deuxième contre-proposition. Le 21 avril 2011, l'OEO a haussé les BPN à 14 922 $/MW/mois. TCE a également rejeté cette contre-proposition.

En juin 2011, le protocole d'entente pour une centrale de remplacement dans la région de KWC est venu à expiration, avec les parties à une impasse. Au moment de notre examen, l'OEO s'employait à

concevoir une solution afin de répondre aux besoins en électricité dans la région de KWC.

4.2.3 Menaces de poursuites et d'arbitrage

Après avoir reçu, le 28 mars 2011, la première contre-proposition de l'OEO avançant des BPN de 12 500 $/MW/mois, TCE a menacé d'intenter des poursuites. Le 19 avril 2011, deux jours avant de recevoir la deuxième contre-proposition, les avocats de TCE ont écrit à l'OEO et au ministère de l'Énergie pour leur dire qu'ils avaient été engagés pour [*Traduction*] « entamer un processus juridique officiel afin de cerner les mécanismes appropriés permettant de déterminer des dommages-intérêts raisonnables incluant la valeur prévue du contrat [de la centrale d'Oakville] et de transférer cette valeur de l'OEO et de la province de l'Ontario à TCE ». La semaine suivante, TCE a remis au ministère du Procureur général un avis écrit de son intention d'intenter des poursuites contre la province en vertu de la *Loi sur les instances introduites contre la Couronne* afin d'obtenir réparation pour l'annulation du contrat de la centrale d'Oakville.

En juin 2011, face à ce risque de poursuites, le gouvernement a demandé au directeur général (DG) d'Infrastructure Ontario de trouver des projets de remplacement acceptables aux deux parties. En cas d'échec, il a aussi demandé au DG d'établir un cadre d'arbitrage pour la détermination du montant des dommages-intérêts à payer à TCE.

Le 5 août 2011, la province, l'OEO et TCE ont conclu une convention d'arbitrage qui définissait le cadre d'arbitrage. Comme l'engagement du Cabinet du Premier ministre envers TCE l'année d'avant, le cadre dérogeait à la clause du contrat pour la centrale d'Oakville qui donnait à l'OEO un motif défendable de dénier la responsabilité du manque à gagner de TCE (c.-à-d. la clause stipulant que l'OEO serait responsable des dommages tels qu'un manque à gagner seulement si le gouvernement prenait des mesures discriminatoires par voie législative ou par des moyens semblables, l'annulation de la centrale par l'OEO ne répondant pas à la définition du terme « discriminatoire »). L'arbitre choisi par toutes les parties ne devait pas non plus prendre en compte la possibilité que TCE n'aurait pas pu obtenir les approbations nécessaires pour construire et exploiter la centrale d'Oakville. Ainsi, toutes les dispositions du contrat de la centrale d'Oakville qui permettaient à l'OEO de minimiser le montant des dommages-intérêts ont été explicitement exclues du cadre d'arbitrage. Cette exclusion plaçait TCE dans une situation très avantageuse pour la détermination des dommages-intérêts dans le cadre du processus d'arbitrage.

4.2.4 Règlement de déménagement

Le 12 septembre 2012 (date où l'OEO et TCE devaient soumettre les offres de règlement à un arbitre), les parties ont convenu d'essayer encore une fois de s'entendre sur une autre centrale. Les négociations étaient axées sur l'emplacement de la nouvelle centrale, les montants à rembourser à TCE (pour les coûts irrécupérables et les turbines achetées pour la centrale d'Oakville), les dispositions à prévoir au cas où la nouvelle centrale n'irait pas de l'avant, et l'entité responsable des coûts de service et de raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité pour la nouvelle centrale.

Le 24 septembre 2012, le ministre de l'Énergie a annoncé que l'OEO avait conclu une entente de principe avec TCE. TCE construirait et exploiterait une nouvelle centrale au gaz de 900 MW sur le site de la centrale Lennox d'OPG à Napanee. L'OEO nous a informés que le ministre de l'Énergie lui avait dit d'implanter la nouvelle centrale à Napanee. L'OEO ne pensait pas que Napanee était le meilleur emplacement parce qu'il faudrait payer plus cher pour la livraison du gaz depuis la région de Sarnia jusqu'à Napanee et le transport de l'électricité jusque dans le Sud-Ouest de la RGT, où l'électricité est requise. Le gouvernement, l'OEO, OPG et TCE ont signé deux protocoles d'entente dans lesquels ils s'engageaient à négocier les nouveaux contrats de bonne foi. Les autres engagements incluaient le

remboursement à TCE de ses coûts irrécupérables et du coût des turbines à gaz ainsi que le choix d'un emplacement précis pour la centrale.

Le 13 décembre 2012, le Conseil du Trésor et le Conseil de gestion du gouvernement ont accepté de rembourser à TCE jusqu'à 40 millions de dollars en coûts irrécupérables (sous réserve de vérification). Ils ont aussi approuvé une indemnité de rupture de 50 millions de dollars que la province devrait payer à TCE si la centrale de Napanee n'allait pas de l'avant. Les parties utiliseraient alors le cadre défini dans la convention d'arbitrage pour fixer tout dommage-intérêt additionnel.

Comme il est noté à la Figure 5, les ententes finales, dont le Contrat d'approvisionnement en énergie propre (le Contrat) pour la nouvelle centrale de Napanee, ont été exécutées le 14 décembre 2012. Les principales dispositions de ces ententes incluaient ce qui suit :

- L'OEO et la province rembourseront à TCE tous les coûts irrécupérables associés à la centrale annulée d'Oakville ainsi que le coût des turbines au gaz que TCE a achetées et modifiées en vue de leur utilisation dans une centrale de pointe.
- TCE achètera le site de la centrale appartenant à OPG à Napanee pour 1,1 million de dollars, ce qui correspond à la juste valeur marchande du site telle qu'évaluée par un tiers indépendant. Aux termes du contrat pour la centrale de Napanee, TCE pourrait aussi être responsable de coûts en capital potentiels liés au site pouvant atteindre 18,25 millions de dollars. TCE versera aussi à OPG un paiement ponctuel de 5,6 millions de dollars pour l'utilisation de certaines infrastructures (comme les systèmes d'évacuation des eaux pour le refroidissement et un réseau d'égouts) de la centrale Lennox d'OPG, située à côté du site de la nouvelle centrale. TCE paiera également à OPG tous les coûts supplémentaires engagés par OPG uniquement en raison de l'entente de partage des infrastructures.
- L'OEO sera responsable des coûts de livraison et de gestion du gaz ainsi que des coûts de raccordement de la centrale à une source de gaz

Figure 5 : Ententes exécutées le 14 décembre 2012

Source des données : Office de l'électricité de l'Ontario

		Parties exécutant l'entente			
Entente	**Description**	**TCE**	**OEO**	**Province**	**OPG**
Nouveau contrat pour la centrale de Napanee	Nouveau contrat d'approvisionnement en énergie propre pour la centrale de Napanee, assorti d'obligations contractuelles révisées*.	X	X		
Entente de remboursement	Engagement à rembourser à TCE les coûts irrécupérables liés à la centrale annulée d'Oakville ainsi que le coût des turbines au gaz.	X	X	X	
Convention d'arbitrage	Engagement à renvoyer les parties à l'arbitrage exécutoire (procédure où un arbitre impartial règle le différend en rendant une décision finale et exécutoire) au cas où la centrale de Napanee n'irait pas de l'avant comme prévu.	X	X	X	
Contrat de garantie	Entente accordant à l'OEO une sûreté sur les turbines à gaz jusqu'à la date d'entrée en service de la centrale de Napanee.	X	X		
Terrains de la centrale Lennox	Entente définissant les conditions d'achat du site d'OPG par TCE pour la centrale de Napanee.	X			X
Entente de partage du site	Entente permettant à TCE de partager certaines infrastructures (comme les systèmes de captage et d'évacuation des eaux pour le refroidissement, le système d'évacuation des eaux pluviales, le réseau d'égouts, etc.) déjà en place à la centrale Lennox d'OPG.	X			X

* Aux termes du nouveau contrat pour la centrale de Napanee, l'OEO est responsable des coûts associés aux services de livraison et de gestion du gaz. TCE doit soumettre un plan de gestion du gaz qu'un comité de quatre membres (deux de TCE et deux de l'OEO) doit approuver à l'unanimité. Si le comité n'arrive pas à s'entendre sur le plan, l'affaire est soumise à l'arbitrage exécutoire.

et au réseau d'électricité de la province. (Tous ces coûts devaient être payés par TCE aux termes du contrat pour la centrale d'Oakville. De plus, le propriétaire de TCE, TransCanada Pipelines, qui appartient à TransCanada Corporation, fournira maintenant certains des services de livraison et de gestion du gaz que l'OEO paiera à Napanee. Les services qui seront fournis par TransCanada Pipelines représentent environ 50 % du total des coûts de livraison et de gestion du gaz.) TCE doit soumettre un Plan de gestion du gaz (le Plan) qu'un comité de quatre membres (deux de TCE et deux de l'OEO) doit approuver à l'unanimité. Dans le Plan soumis au moment de notre examen, il y avait de grandes incertitudes concernant les coûts que l'OEO pourrait engager pour les services de livraison et de gestion du gaz. Nous abordons cette question plus en détail dans la section 4.3.2.

- La nouvelle centrale est censée entrer en service commercial au plus tard le 31 décembre 2018 et fonctionner pendant 20 ans.
- Une fois que la centrale aura été mise en service, l'OEO paiera à TCE des BPN de 15 200 $/MW/mois. Les BPN prévus dans le contrat pour la centrale d'Oakville étaient de 17 277 $/MW/mois. L'OEO paiera à TCE ce montant mensuel réduit en compensation de ce qu'il a déjà payé pour les turbines au gaz et des coûts qu'il devra engager pour la livraison et la gestion du gaz ainsi que pour le raccordement de la centrale à une source de gaz et au réseau d'électricité de la province. Comme ces frais sont payés par l'OEO, TCE n'a pas besoin de les inclure dans ses BPN, qui sont donc moins élevés. Ces coûts s'ajouteront aux BPN payés par l'OEO.

4.3 COÛTS DE L'ANNULATION DE LA CENTRALE D'OAKVILLE ET DU RÈGLEMENT DE LA CENTRALE DE NAPANEE

Comme le montre la Figure 2, nous estimons à 675 millions de dollars le coût de l'annulation de la centrale d'Oakville et du règlement avec TCE sur la centrale de Napanee.

En préparant notre rapport spécial d'avril 2013 sur les coûts de l'annulation de la centrale de Mississauga, nous avons remarqué que bien plus de la moitié du total des coûts avait déjà été engagée, la centrale étant construite à environ 30 % au moment de l'annulation. Dans le cas de la centrale d'Oakville, par contre, environ les deux tiers des coûts de l'annulation n'ont pas encore été engagés et aucune économie n'a été réalisée jusqu'ici. Une incertitude considérable entoure les événements à venir, et les estimations des coûts et des économies se fondent en grande partie sur le jugement. Le DG de l'OEO a d'ailleurs reconnu cette incertitude dans son témoignage du 30 avril 2013 devant le Comité permanent de la justice, où il a déclaré que les coûts d'annulation estimés à 310 millions de dollars par l'OEO continueraient d'évoluer au fur et à mesure que de nouveaux renseignements deviendraient disponibles et que les hypothèses et scénarios de planification se préciseraient. La Figure 6 montre que les écarts entre l'estimation de l'OEO et la nôtre découle de différentes hypothèses concernant les taux d'actualisation, la date où la centrale d'Oakville serait entrée en service et la date où la centrale de Napanee entrera en service. Dans les sections qui suivent, nous faisons une ventilation des coûts associés à notre estimation; nous faisons aussi un examen plus détaillé des différences entre les hypothèses de l'OEO et les nôtres dans les Sections 4.3.2 et 4.3.3.

4.3.1 Coûts engagés

Paiement en espèces à TCE pour les turbines au gaz – 210 millions de dollars

Conformément aux ententes de règlement de décembre 2012, l'OEO a payé 210 millions de dollars à TCE pour couvrir le coût des turbines à gaz. Nous avons demandé une copie de l'entente d'achat à l'OEO pour nous aider à vérifier ces coûts, mais l'OEO nous a informés que TCE ne pouvait pas nous montrer ce document parce qu'il contenait

des renseignements commercialement sensibles du fabricant des turbines.

À partir de la documentation examinée, nous avons pu déterminer qu'environ 36 des 210 millions de dollars que l'OEO avait payés couvraient les coûts engagés pendant que l'OEO et TCE négociaient la construction, par TCE, d'une centrale de pointe dans la région de KWC (voir la Section 4.2.2). À ce moment-là, la fabrication des turbines destinées à la centrale d'Oakville n'était pas encore terminée, car elle peut s'étendre sur plusieurs années. La possibilité que les turbines soient utilisées dans une centrale de pointe plutôt que dans la centrale d'Oakville avait amené l'OEO à demander qu'elles soient configurées avec une capacité de démarrage plus rapide afin de répondre aux besoins de la région de KWC. Nous avons identifié deux coûts qui avaient été engagés en conséquence :

- Le fournisseur des turbines a imposé des pénalités de 15 millions de dollars parce qu'il avait dû suspendre la fabrication entre octobre et décembre 2010 en attendant que les parties décident de situer une centrale de pointe potentielle dans la région de KWC.
- Après la signature, en décembre 2010, du protocole d'entente sur la poursuite des négociations concernant la possibilité d'implanter une centrale de pointe dans la région de KWC, le fournisseur a apporté les modifications requises pour que les turbines puissent démarrer plus rapidement. Les coûts associés aux modifications totalisaient 21 millions de dollars.

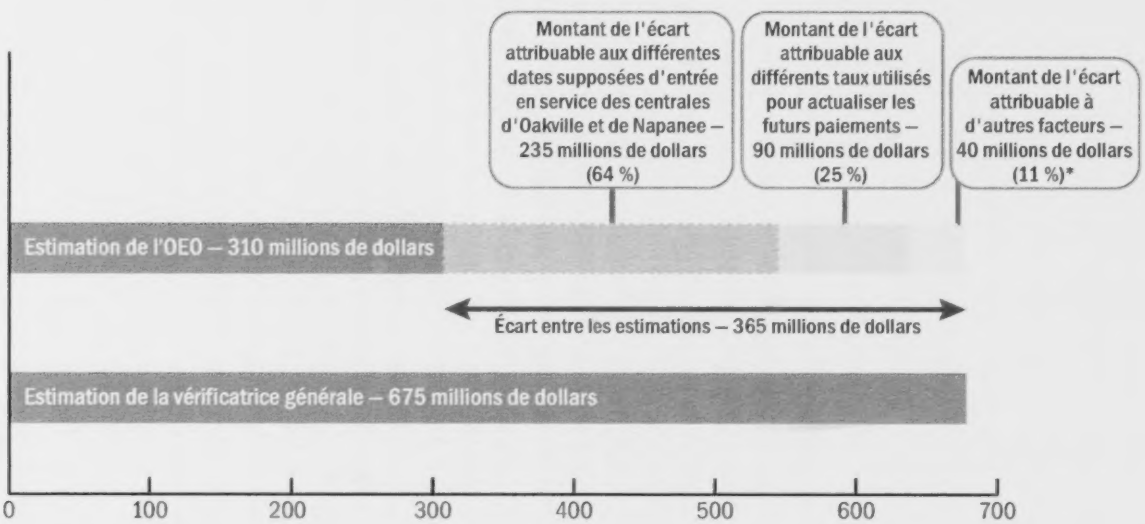
Toutes les propositions relatives à la centrale de pointe ont fini par être rejetées, mais TCE avait déjà engagé ces dépenses et payé le coût d'achat des turbines. L'OEO était tenu de rembourser ces coûts à TCE aux termes de l'entente de règlement.

Paiement en espèces à TCE pour les coûts irrécupérables – 40 millions de dollars

L'OEO a payé à TCE un total de 40 millions de dollars pour couvrir les coûts irrécupérables de TCE. Ces coûts incluaient les frais liés aux travaux

Figure 6 : Différences entre notre estimation des coûts d'annulation de la centrale d'Oakville et celle de l'OEO

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario



* L'estimation de 310 millions de dollars de l'OEO englobe les économies d'environ 50 millions de dollars qui seront réalisées parce qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter de l'électricité de remplacement entre 2033 (date supposée de fermeture de la centrale d'Oakville) et 2038 (date supposée de fermeture de la centrale de Napanee). Les économies de 50 millions de dollars sont partiellement neutralisées par des coûts d'environ 10 millions. Nous croyons qu'il y a trop d'incertitude entourant les besoins en électricité de l'Ontario dans 20 à 25 ans pour inclure ce montant dans les économies futures des consommateurs d'électricité.

d'ingénierie et de conception, à l'obtention des permis, aux salaires des employés et aux services juridiques, ainsi que d'autres coûts de possession liés au développement de la centrale d'Oakville. Aucun des biens et services payés ne peut être réutilisé pour la centrale de Napanee.

Le soutien offert au titre des paiements de l'OEO à TCE pour les turbines au gaz et les coûts irrécupérables a fait l'objet de procédures spécifiées par un auditeur indépendant engagé par l'OEO, qui a confirmé que les montants que l'OEO avait remboursés à TCE avaient effectivement été engagés par TCE. TCE a également fourni à l'OEO un certificat confirmant cette information.

Frais de justice et autres honoraires professionnels — 3 millions de dollars

Environ 3 millions de dollars en frais de justice externes et autres honoraires professionnels ont été engagés, surtout par l'OEO et OPG, sur les deux ans qu'ont duré les négociations relatives à l'annulation de la centrale d'Oakville. Ce montant ne comprend pas le coût substantiel des ressources déployées par le gouvernement et ses organismes entre octobre 2010 et décembre 2012. Les intervenants incluaient l'OEO, Infrastructure Ontario, OPG, le ministère de l'Énergie, le ministère du Procureur général et le Cabinet du Premier ministre.

4.3.2 Coûts estimatifs futurs

Coûts de livraison et de gestion du gaz (selon les taux de redevances en vigueur en juillet 2013) — 577 millions de dollars

La plupart du gaz naturel livré au Sud-Ouest de l'Ontario provient de Sarnia. Aux termes du contrat pour la centrale d'Oakville, TCE aurait dû payer le transport du gaz par pipeline depuis Sarnia. Aux termes du contrat pour la centrale de Napanee, l'OEO a assumé ce coût, qui sera beaucoup plus élevé, principalement parce que le gaz sera transporté sur une distance beaucoup plus grande. Nous avons demandé à l'OEO pourquoi il assumait l'intégralité du coût de livraison du gaz — à savoir, notre estimation de 577 millions de dollars plutôt que seulement l'écart entre notre estimation et le coût estimatif de livraison et de gestion du gaz pour la centrale d'Oakville, qui s'élève à 225 millions de dollars. L'OEO nous a dit que sa prise en charge de ce coût était une des raisons pour lesquelles il paiera des BPN moins élevés pour l'électricité produite par la centrale de Napanee.

Notre estimation de 577 millions de dollars pour les coûts de livraison et de gestion du gaz est exprimée en dollars actuels — c.-à-d. le montant que l'OEO paiera dans l'avenir, actualisé afin de refléter sa valeur actuelle (la valeur actuelle est inférieure ou égale à la valeur future parce que les dollars d'aujourd'hui peuvent procurer un rendement au fil du temps). Nous avons utilisé un taux d'actualisation de 4 % et supposé que la période de 20 ans sur laquelle le gaz sera livré à la centrale commencerait à l'automne 2017.

L'estimation de l'OEO pour les coûts de livraison et de gestion du gaz est de 406 millions de dollars actualisés. L'écart entre notre estimation et celle de l'OEO réside principalement dans le taux d'actualisation utilisé et la date supposée d'entrée en service de la centrale. Nous croyons que notre taux d'actualisation de 4 % reflète équitablement les taux d'intérêt en vigueur au moment de la conclusion des ententes finales pour le déménagement de la centrale d'Oakville à Napanee (par exemple, le rendement nominal à long terme des obligations de référence du gouvernement du Canada au 2 janvier 2013 était de 2,42 %) et se rapproche également du coût actuel des emprunts à long terme de la province (3,49 % au 2 janvier 2013). L'OEO a utilisé un taux d'actualisation de 6 %, donnant comme justification l'incertitude qui entoure les taux d'intérêt sur les 20 ans du contrat. Nous notons toutefois en réponse que le rendement des obligations a diminué au cours des six dernières années, passant de 4,5% à 2,42 % le 2 janvier 2013, et qu'il est censé se maintenir autour de ce niveau pendant un certain temps.

L'écart entre les taux d'actualisation représente environ les deux tiers de la différence de 171 millions

de dollars entre l'estimation de l'OEO, qui est de 406 millions de dollars, et la nôtre (c.-à-d. que l'utilisation d'un taux d'actualisation plus élevé par l'OEO réduit l'estimation des coûts d'environ 114 millions de dollars). L'écart résiduel découle principalement de l'hypothèse de l'OEO selon laquelle la centrale n'entrera pas en service avant décembre 2018, qui est la date prévue dans le contrat. La date d'entrée en service que nous avons utilisée dans nos calculs reflète non seulement nos discussions avec le distributeur de gaz local et OPG mais aussi le calendrier du projet de la centrale de Napanee rendu public par TCE, selon lequel la construction est censée prendre fin à l'automne 2017.

Aux termes du contrat pour la centrale d'Oakville, TCE aurait payé une société non liée, Union Gas, pour les services de gestion et de livraison du gaz. Aux termes du contrat pour la centrale de Napanee, l'OEO paiera non seulement Union Gas mais aussi TransCanada Pipelines (TCPL) pour ces services. TransCanada Corporation est propriétaire de TCPL, qui est elle-même propriétaire de TCE. Le groupe de compagnies TransCanada devrait donc bénéficier de la centrale de Napanee, particulièrement si l'OEO paie des redevances plus élevées pour permettre à TCPL de recouvrer les coûts qu'elle devra engager pour accroître la capacité de son gazoduc, comme il est expliqué ci-après.

Augmentation potentielle des coûts de livraison et de gestion du gaz

En avril 2013, TCE a fourni une ébauche de plan de gestion du gaz que l'OEO devra approuver avant que TCE puisse conclure des ententes de service de gaz avec des transporteurs. L'ébauche de plan suppose que TCPL sera une des sociétés qui transporteront le gaz jusqu'à la centrale de Napanee. Elle souligne également que le gazoduc de TCPL ne possède pas pour le moment une capacité suffisante pour transporter la quantité de gaz qui sera requise pour répondre aux besoins de la centrale de Napanee sur le tracé proposé. TCPL devra donc construire de nouvelles installations de transport et recouvrer ses coûts à même les redevances perçues pour l'utilisation du gazoduc. En septembre 2013, les distributeurs de gaz, qui dépendent actuellement de ce tronçon du gazoduc de TCPL, ont approuvé un barème de redevances qui permettrait à TCPL de recouvrer le coût de ses investissements additionnels. Selon ce barème, les redevances pourraient augmenter dans une proportion pouvant atteindre 50 % des taux existants au cours des trois premières années. Toute hausse devrait d'abord être approuvée par l'Office national de l'énergie. Or, si ces taux finissaient par être approuvés et restaient à ce niveau sur les 20 ans du contrat pour la centrale de Napanee, les coûts de livraison du gaz pourraient dépasser d'environ 140 millions de dollars notre estimation de 577 millions. L'OEO soutient qu'il y a d'autres façons de gérer ce risque financier. À cet égard, TCE, dans une lettre datée du 8 septembre 2013, acceptait de travailler avec l'OEO afin d'envisager d'autres modalités de livraison du gaz. Ces modalités n'ont pas encore fait l'objet d'un examen approfondi.

De plus, comme le contrat pour la centrale de Napanee suppose que le gazoduc de TCPL sera utilisé et que TCPL devra donc faire des investissements pour accroître la capacité de son gazoduc, l'utilisation d'une autre route nécessitera une modification du contrat. Nous constatons également qu'Union Gas, qui est payée pour fournir une partie des services de livraison et de gestion du gaz, pourrait demander elle aussi l'autorisation d'augmenter ses redevances. Toute augmentation approuvée de ses redevances dans l'avenir ferait à son tour monter les coûts de livraison et de gestion du gaz.

Comme l'issue de l'affaire est incertaine, nous n'avons pas inclus ce risque de hausse importante des coûts dans notre estimation.

Raccordements aux réseaux de gaz et de transport – 43 millions de dollars

Le raccordement au réseau de gaz (raccordement de la centrale aux gazoducs) et au réseau de transport (raccordement de la centrale à un poste d'interconnexion, dont les lignes sont ensuite reliées à des lignes de transport) était la responsabilité de TCE aux termes du contrat pour la centrale

d'Oakville. Par contraste, selon le contrat de la centrale de Napanee, c'est l'OEO qui est responsable du raccordement.

Les coûts de raccordement au réseau de gaz ne sont pas censés être importants vu que le site de la centrale possède déjà l'infrastructure voulue pour accueillir une nouvelle centrale de 900 MW. Le distributeur de gaz a confirmé qu'il ne sera pas nécessaire d'investir un capital important au départ pour relier la centrale aux gazoducs existants.

Nous avons utilisé l'estimation de 37 millions de dollars actualisés de l'OEO pour les coûts de raccordement au réseau de transport, mais un taux d'actualisation de 4 % pour arriver à notre estimation de 43 millions de dollars (comme il est mentionné plus haut, l'OEO a retenu un taux d'actualisation de 6 %). En juin 2013, Hydro One a fait une étude de faisabilité qui estimait à environ 7 millions de dollars le coût du raccordement des lignes passant par le poste d'interconnexion aux lignes de transport. Au moment de notre examen, TCE travaillait encore à l'estimation du coût du raccordement des unités génératrices de la centrale au poste d'interconnexion. Elle s'attendait à produire une estimation au cours de 2014. Entre-temps, nous avons estimé ce coût à 36 millions de dollars, ce qui porte le total à 43 millions de dollars.

Quantité additionnelle de gaz requise pour compenser l'efficacité réduite des turbines – 35 millions de dollars

Les turbines de la centrale proposée d'Oakville ont été modifiées à la fin de 2010 et au début de 2011 pour que la centrale puisse démarrer plus rapidement, comme on s'attendait à ce qu'elles soient utilisées dans une centrale de pointe dans la région de KWC (voir la Section 4.3.1). Or, cette capacité n'est pas requise dans la centrale de Napanee. En fait, les turbines sont maintenant moins efficaces, parce qu'une plus grande quantité de gaz est consommée. Nous avons estimé que la quantité additionnelle de gaz requise pour ces turbines moins efficaces fera monter les coûts d'environ 35 millions de dollars actualisés sur les 20 ans de vie de la centrale de Napanee.

Somme toute, la modification des turbines en vue d'une capacité de démarrage plus rapide, qui n'était pas nécessaire en fin de compte, pourrait entraîner des coûts supplémentaires d'environ 70 millions de dollars — 36 millions pour le coût des modifications mentionnées à la section 4.3.1 et 35 millions additionnels sur la durée du contrat.

Améliorations du réseau de transport – 81 millions de dollars

Au moment de la planification du projet d'Oakville, l'OEO prévoyait que de nouveaux investissements dans le réseau de transport de l'Ouest de la RGT seraient requis vers 2029 pour atténuer les pressions associées à la croissance de la charge découlant de la plus forte demande en électricité. Hydro One avait estimé le coût de ces nouveaux investissements à 250 à 270 millions de dollars.

Lorsque le ministre de l'Énergie a annoncé l'annulation de la centrale d'Oakville, il a dit qu'on utiliserait plutôt des « solutions de transport » pour répondre à la demande locale en électricité. Or, pour appliquer ces solutions, il faudrait avancer de 10 ans certaines améliorations prévues au réseau de transport. Nous estimons à environ 81 millions de dollars actualisés le coût de ces améliorations.

L'OEO est d'avis que Napanee n'est pas l'endroit idéal pour une centrale. En effet, sa souplesse de planification sera réduite parce que l'électricité produite par la centrale de Napanee utilisera la capacité de transport dans le couloir hydroélectrique de l'Est que l'OEO préférerait réserver pour d'autres sources d'électricité, comme les importations, l'énergie nucléaire et l'électricité de la centrale existante de Lennox.

Pertes en ligne découlant de la distance que l'électricité doit parcourir depuis Napanee – 32 millions de dollars

En conséquence du déménagement de la centrale d'Oakville à Napanee, l'électricité devra parcourir

une distance considérable le long des lignes de transport. Une partie de l'électricité sera perdue en chemin, principalement sous forme de chaleur. L'OEO a estimé le coût de ces pertes à 32 millions de dollars sur les 20 ans de vie de la centrale de Napanee.

Cette estimation se fonde sur plusieurs hypothèses concernant notamment la future croissance de la demande en électricité dans le Sud-Ouest de la RGT, le facteur de charge des lignes (les circuits très chargés perdent plus d'énergie que ceux peu chargés) et l'évolution des réseaux de production et de transport. Le coût des pertes pourrait donc être plus élevé ou plus faible, mais nous avons conclu que cette estimation était généralement raisonnable.

Énergie de remplacement, 2017 – 91 millions de dollars

La position de l'OEO sur les besoins en électricité de la province a changé depuis 2007, lorsque son Plan pour le réseau d'électricité intégré a reconnu la nécessité d'une centrale au gaz dans le Sud-Ouest de la RGT. L'OEO soutient que, vu l'actuel surplus d'électricité de la province, l'électricité qui aurait été produite par la centrale d'Oakville ne sera pas requise avant 2017. Il faudra alors acheter de l'électricité de remplacement jusqu'à l'entrée en service de la centrale de Napanee.

Comme il est noté plus haut (voir la Section 4.3.2), nous croyons que la centrale de Napanee entrera probablement en service avant l'automne 2017. L'OEO devra donc acheter pour seulement neuf mois d'électricité de remplacement. Nous estimons ce coût à environ 91 millions de dollars.

L'estimation de ce coût par l'OEO est beaucoup plus élevée (215 millions de dollars) parce qu'il a retenu la date d'entrée en service prévue dans le contrat, qui est en décembre 2018, pour la centrale de Napanee.

4.3.3 Économies estimatives futures

Prix négocié plus faible pour l'électricité produite par la centrale de Napanee – 275 millions de dollars

Comme il est mentionné plus haut, l'OEO a pris en charge certains coûts pour la centrale de Napanee que TCE aurait assumés aux termes du contrat pour la centrale d'Oakville (turbines à gaz, coûts de livraison et de gestion du gaz, coûts de raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité). Le total des coûts assumés par TCE pour la construction et l'exploitation de la centrale de Napanee a donc baissé. Il s'ensuit que les « besoins en produits nets » (BPN) de TCE (c.-à-d. les revenus que TCE doit toucher pour payer la nouvelle centrale et obtenir un taux de rendement raisonnable) seront beaucoup moins élevés qu'ils l'étaient pour la centrale d'Oakville. En conséquence, l'OEO a réussi à négocier une réduction de 12 % des BPN pour la centrale de Napanee, qui sont passés de 17 277 $/MW/mois à 15 200 $/MW/mois. Nous avons calculé que cette réduction équivaut à environ 275 millions de dollars actualisés sur les 20 ans de vie de la centrale de Napanee et nous reconnaissons qu'elle compense en partie les coûts associés à l'annulation et au déménagement de la centrale d'Oakville.

Cependant, les coûts que l'OEO a assumés et que TCE aurait pris en charge si la centrale était restée à Oakville s'élèvent à environ 445 millions de dollars, soit 210 millions de dollars pour les turbines, 225 millions de dollars pour la livraison du gaz de Sarnia à Oakville et environ 10 millions de dollars pour le raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité. La réduction des BPN de 275 millions de dollars est loin de compenser ces coûts. La différence d'environ 170 millions de dollars est un important avantage pour TCE et pourrait lui permettre de toucher un taux de rendement plus élevé pour la centrale de Napanee qu'il l'aurait été pour la centrale d'Oakville, même si elle commencera à toucher ce rendement plus tard.

TCE pourrait aussi obtenir un rendement plus élevé en raison de l'écart entre le prix d'achat du

site de la centrale d'Oakville et celui du site de la centrale de Napanee : TCE s'attendait à payer environ 56 millions de dollars pour le site de la centrale d'Oakville alors que le site de la centrale de Napanee coûte seulement 1,1 million de dollars (cependant, aux termes du contrat pour la centrale de Napanee, TCE serait également responsable de coûts en capital potentiels liés au site, qui pourraient atteindre 18,25 millions de dollars). Par ailleurs, TCE devrait bénéficier du droit de partager certaines infrastructures, comme les systèmes de captage et d'évacuation des eaux pour le refroidissement, le système d'évacuation des eaux pluviales et le réseau d'égouts, qui sont déjà en place à la centrale Lennox d'OPG (située à côté du site de la centrale de Napanee). La construction de ces infrastructures à la centrale d'Oakville aurait probablement coûté à TCE plus que les 5,6 millions de dollars, en sus des coûts différentiels, qu'elle paiera à OPG aux termes de l'entente de partage.

Aucun paiement à TCE avant 2017 – 162 millions de dollars

Si la centrale d'Oakville avait été construite avant la date d'achèvement ciblée de février 2014, l'OEO aurait alors commencé à payer à TCE les BPN convenus de 17 277 $/MW/mois. L'OEO soutient qu'étant donné l'annulation, le surplus d'électricité de la province à court terme et la date d'achèvement contractuelle du 31 décembre 2018 pour la centrale de Napanee, les paiements de BPN auraient été reportés sur environ cinq ans. L'OEO estime les économies résultant du report des paiements de BPN à environ 539 millions de dollars actualisés.

Cette estimation suppose que la centrale d'Oakville aurait été achevée à la date prévue dans le contrat. Au moment de l'annulation de la centrale en octobre 2010, TCE avait cinq appels en instance devant la Commission des affaires municipales de l'Ontario et quatre procédures judiciaires devant la Cour divisionnaire de l'Ontario, qui découlaient tous des règlements de planification utilisés par la Ville d'Oakville pour prévenir la construction de la centrale. Ces mesures empêchaient TCE d'obtenir les permis et approbations nécessaires pour entamer les travaux de construction. La Ville d'Oakville a obtenu un avis juridique selon lequel les poursuites [*Traduction*] « n'auraient probablement pas été réglées avant un moment donné en 2012, au plus tôt », même si le maire ne s'est pas rendu jusqu'à la Cour suprême du Canada comme il l'avait dit lors de son témoignage. En conséquence, nous avons supposé que la construction de la centrale aurait pu commencer vers le milieu de 2012. Comme il faut environ 40 mois pour construire une centrale, celle d'Oakville n'aurait pas pu être achevée avant la fin de 2015 au plus tôt.

En ce qui concerne la fin de la période de report et le début des paiements de BPN à TCE, nous avons déjà fait remarquer que TCE avait rendue publique sa prévision que la centrale serait terminée au cours de l'automne 2017. Nous notions également à la Section 4.3.2 que le distributeur de gaz local et OPG, plus grand producteur d'électricité de la province qui possède de l'expérience en construction de centrales électriques, avaient tous les deux indiqué qu'on pouvait raisonnablement s'attendre à ce que la centrale soit mise en service avant l'automne 2017.

Pour les raisons précitées, nous avons basé notre estimation des économies découlant du report des paiements de BPN sur une date d'achèvement de décembre 2015 pour la centrale d'Oakville et une date d'entrée en service d'octobre 2017 pour la centrale de Napanee (une période de 21 mois, ce qui est beaucoup plus court que la période d'environ cinq ans entre la date d'achèvement contractuelle de la centrale d'Oakville et celle de la centrale de Napanee). Notre estimation de ces économies est d'environ 162 millions de dollars actualisés. Nous notons également que, même si nous acceptions l'hypothèse de l'OEO selon laquelle la centrale de Napanee ne serait pas terminée avant la date contractuelle de décembre 2018, notre estimation du coût net d'annulation et de déménagement s'élèverait à environ 50 millions de dollars de plus parce que les économies additionnelles découlant du report des paiements de BPN sont plus que neutralisées par le coût de l'électricité de remplacement.

Annexe – Rôles clés choisis des entités du secteur de l'électricité de l'Ontario

COORDINATION, SURVEILLANCE ET RÉGLEMENTATION DU SECTEUR

- Ministère de l'Énergie : établit la politique globale en réponse au cadre législatif du gouvernement
- Office de l'électricité de l'Ontario : prépare un plan d'ensemble et assure l'approvisionnement en électricité conformément aux directives du ministre
- Commission de l'énergie de l'Ontario : établit et réglemente certains prix de l'électricité et exerce d'autres activités de réglementation

APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

Produite par :
- Ontario Power Generation
- Sociétés privées (p. ex. Bruce Power)

Transportée par :
- Lignes de transport principalement exploitées par Hydro One

Distribuée par :
- Hydro One
- 74 entreprises locales de services publics (p. ex. Toronto Hydro)

RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ / MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Géré et exploité par :
- Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité